

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN.....	ii
HALAMAN PERNYATAAN.....	iii
HALAMAN IZIN PENGGUNAAN DATA.....	iv
HALAMAN PERUNTUKKAN.....	v
KATA PENGANTAR.....	vi
SARI.....	vii
ABSTRACT.....	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR.....	xiv
DAFTAR TABEL.....	xx
DAFTAR LAMPIRAN.....	xxi
BAB 1. PENDAHULUAN.....	1
1.1. Latar Belakang Penelitian.....	1
1.2. Rumusan Masalah.....	5
1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian.....	5
1.4. Batasan Penelitian.....	6
1.5. Lokasi dan Objek Penelitian.....	7
1.6. Penelitian Terdahulu.....	7
1.7. Luaran Penelitian.....	10
1.8. Manfaat Penelitian.....	11
1.9. Keaslian Penelitian.....	12
BAB 2. TINJAUAN PUSTAKA.....	15
2.1. Geologi Regional.....	15
2.2. Geologi Lapangan Lita.....	19



2.2.1. Struktur Geologi.....	19
2.2.2. Stratigrafi.....	19
2.3. Landasan Teori.....	23
2.3.1 Batuan Sedimen Silisiklastik.....	23
2.3.2 Analisis Facies.....	26
A. Facies Pengendapan <i>Distributary Channel – Delta Plain</i>	28
B. Facies Pengendapan <i>Distributary Mouth Bar – Delta Front</i>	29
2.3.3 <i>Rock Typing Reservoir</i>	30
2.3.4 Permodelan Reservoir 3D.....	33
BAB 3. HIPOTESIS DAN METODE PENELITIAN.....	37
3.1 Hipotesis dan Asumsi.....	37
3.2 Metode Penelitian.....	38
3.2.1. Data dan Alat.....	38
3.2.2. Tahapan Penelitian.....	39
3.2.3. Waktu Penelitian.....	41
BAB 4. ANALISIS FASIES.....	43
4.1 Karakterisasi Reservoir Anggota Zelda.....	43
4.1.1. Pendahuluan.....	43
4.1.2. Analisis Data Batuan Inti.....	43
4.1.3. Analisis Elektrofasis.....	48
4.1.4. Analisis Asosiasi Fasies.....	52
4.1.5. Korelasi Sumur.....	57
4.1.6. Tinjauan Diagenesis.....	60
4.2 Distribusi Asosiasi Fasies.....	63
4.3 Identifikasi Unit Aliran.....	67
4.3.1. Identifikasi <i>Petrophysical Rock Type</i>	67
4.3.2. Validasi <i>Petrophysical Rock Type</i>	73



UNIVERSITAS
GADJAH MADA

KARAKTERISASI RESERVOAR BATUPASIR TERHADAP APLIKASI "PETROPHYSICAL ROCK TYPE" PADA SUB FORMASI UPPER ZELDA ZONA 1 & ZONA 2 FORMASI TALANG AKAR, LAPANGAN LITA, CEKUNGAN SUNDA

KAUTSAR. Z. A. F, Ir. Budianto Toha, M.Sc;Dr. Sugeng Sapto Surjono

Universitas Gadjah Mada (UGM) Budiarto Toha <http://eprints.ugm.ac.id/>

4.3.3. Teknik Peta Struktur Lapangan.....	75
BAB 5. PEMODELAN RESERVOAR TIGA DIMENSI.....	76
5.1. Pemodelan Struktur.....	76
5.2. Pemodelan Asosiasi Fasies.....	79
5.3. Pemodelan Rock Type.....	82
5.4. Pemodelan Porositas.....	84
5.5. Pemodelan Permeabilitas.....	87
5.6 Pemodelan Saturasi Hidrokarbon dan Strategi Pengembangan Lapangan....	92
BAB 6. SINTESIS.....	105
BAB 7. KESIMPULAN.....	122
DAFTAR PUSTAKA.....	124
LAMPIRAN.....	126

Gambar 1.1	Profil produksi Lapangan Lita yang menunjukkan kenaikan <i>watercut</i> yang disebabkan produksi pada tahap awal produksi..	2
Gambar 1.2.	Sumur CIND-18 dan LTA-03 pada interval reservoir Anggota Zelda bagian atas yang telah diinterpretasikan sebagai endapan delta dengan perkembangan sisipan dari lapisan batubara diantara reservoir batupasir yang menunjukkan pola butiran mengasar keatas dibagian bawah (<i>coarsening upward</i>) dengan kontak erosional dibagian atasnya terhadap <i>channel system</i> lainnya).....	3
Gambar 1.3	Korelasi struktur dari elektrik log sumur & gambaran distribusi reservoir pada Lapangan Lita yang memperlihatkan simplifikasi dari heterogenitas yang cukup tinggi dalam persebaran vertikal dan lateral berarah SE – NW (Yogapurana - CNOOC SES Ltd, 2012)	4
Gambar 1.4	Lokasi Lapangan Lita pada daerah penelitian di Utara Laut Pulau Jawa – Pulau Seribu (CNOOC SES Ltd).....	7
Gambar 1.5	(A) Peta struktur kedalaman yang menunjukkan struktur patahan sebagai jebakan struktur dan (B) Peta seismik atribut yang menunjukkan distribusi reservoir (Goldewater, 1979).....	8
Gambar 1.6	Korelasi kontak hidrokarbon dengan air formasi dengan menunjukkan perbedaan yang diinterpretasi sebagai <i>secondary migration</i> dari Lapangan Cinta (Rahman. G., 1980).....	10
Gambar 2.1	(A) Lokasi Cekungan Sunda dan cekungan-cekungan di sekitarnya (Cekungan Sumatra Selatan & Cekungan Jawa Barat Utara), (B) Mekanisme pembentukan sesar arah Utara – Selatan yang disebabkan oleh sesar geser saat terjadi proses subduksi (Wight dkk., 1986)	15
Gambar 2.2	Geometri Cekungan Sunda dan struktur berarah Utara-Selatan sebagai sesar utama yang mengontrol geometri cekungan (Wight dkk., 1986)	16
Gambar 2.3	Kolom stratigrafi Cekungan Sunda (Wight dkk., 1986).....	16
Gambar 2.4	Hasil analisis geofisika berupa atribut seismik yang menunjukkan penerusan dari pengendapan Formasi Talang Akar di Lapangan Lita dan Cinta (CNOOC SES Ltd, 2012)....	21
Gambar 2.5.	Susunan stratigrafi pengendapan pada Formasi Talang Akar, Anggota Zelda pada Lapangan Lita dan sekitarnya (Wight dkk., 1986).....	22

Gambar 2.6	Skema Wentworth & klasifikasi tingkat keseragaman batuan (sortasi batuan) (Tucker, 1991).....	24
Gambar 2.7	Penamaan dan klasifikasi batuan sedimen (batupasir) (Pettijohn, 1975).....	25
Gambar 2.8	Klasifikasi morfologi pembentukan delta berdasarkan beberapa faktor : (A) fluvial-dominated delta, (B) tides-dominated delta dan (C) waves-dominated delta (Galloway, 1975).....	22
Gambar 2.9	Karakteristik struktur sedimen yang berkembang pada masing-masing morfologi pembentukan delta (Proceeding IPA, 2006).....	27
Gambar 2.10	Fisiografi lingkungan pengendapan delta (<i>delta plain</i> , <i>delta front</i> dan <i>prodelta</i>) terhadap perkembangan fasies dan reservoir (Proceeding IPA, 2006).....	28
Gambar 2.11	Interpretasi kurva log GR yang mencirikan material penyusun sedimen terhadap perkembangan fasies pada lingkungan pengendapan (Walker. G, 1992).....	30
Gambar 2.12	Log-log plot permeabilitas vs porositas dalam klasifikasi menggunakan DRT (Guo, 2005).....	32
Gambar 2.13	Kurva tekanan kapilaritas (Guo, 2005).....	32
Gambar 2.14	Koreksi dan validasi data hasil <i>seismic attribute</i> dengan <i>cross plot</i> litologi (VCL) (Laporan internal - CNOOC SES Ltd, 2012).....	35
Gambar 3.1	Diagram alir penelitian.....	41
Gambar 4.1	Peta daerah penelitian (Lapangan Lita & Lapangan Cinta) yang menunjukkan lokasi sumur yang memiliki data batuan inti (<i>core data</i>) dan <i>sidewall core</i>	44
Gambar 4.2	Karakterisasi reservoir yang menunjukkan tujuh litofasies berdasarkan deskripsi batuan (tekstur batuan dan struktur sedimen) dalam penentuan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian.....	47
Gambar 4.3	Karakterisasi reservoir dan penentuan log fasies berdasarkan analisis elektrofases pada sumur CIND-18 yang menunjukkan asosiasi fasies <i>distributary channel</i> dan <i>distributary mouth</i> bar pada interval reservoir.....	50
Gambar 4.4	Hasil Analisis elektrofases berdasarkan data logging yang menunjukkan jenis litologi dan asosiasi fasies pada sumur CIND-18.....	51

Gambar 4.5	Foto <i>core data</i> & deskripsi asosiasi fasies dari <i>distributary channel deposit</i> pada sumur CIND-07 pada kedalaman 4039'-4041', 4043'-4044' dan 4045'-4046' feet.....	54
Gambar 4.6	Foto <i>core data</i> & deskripsi asosiasi fasies dari <i>distributary mouth bar deposit</i> pada sumur CIND-18 pada kedalaman 3942'-3944.8', 3945'-3948', 3952'-3953.5' dan 3953.5'-3955' feet.....	56
Gambar 4.7	Korelasi sumur yang menunjukkan marker MFS dan FS yang menunjukkan arah sikuen pengendapan dari utara ke selatan (<i>landward to seaward / B to A</i>).....	57
Gambar 4.8	(A) Perbandingan resolusi seismic terhadap data logging sumur menunjukkan setiap zona mewakili satu <i>wiggle</i> , (B) Penampang seismic berarah barat daya – timur laut yang menunjukkan perlapisan sikuen yang <i>conformable</i> . Insert peta dikiri bawah adalah lokasi lintasan seismic (Laporan internal - CNOOC, 2015).....	59
Gambar 4.9	Perbedaan tekanan insial reservoir pada Lapangan Lita sebagai indikasi perbedaan luasan area dan kualitas maupun konektivitas. (Laporan internal - CNOOC, 2015).....	60
Gambar 4.10	Foto sayatan tipis pada kedalaman 3942 kaki, sampel batupasir dari sumur CIND-18.....	61
Gambar 4.11	Foto sayatan tipis pada kedalaman 3948 kaki. sampel batupasir dari sumur CIND-18.....	61
Gambar 4.12	<i>Crossplot</i> antara AI (<i>Accoustic impedance</i>) (x) dan VCL (<i>volume clay</i>) (y) pada Zona 1 dan Zona 2.....	63
Gambar 4.13	Penampang sumur terhadap hasil <i>Deterministic inversion</i> dan <i>Stochastic inversion</i> untuk menentukan probabilitas distribusi lateral batupasir.....	64
Gambar 4.14	Peta seismic attribute (Sum Amplitude) yang menunjukkan <i>crossplot</i> nilai AI dengan porositas dengan koefisien korelasi <50% pada interval reservoir/subzonasi dibawah resolusi <i>tunning thickness</i>	65
Gambar 4.15	Subzonasi reservoir Zona 2 bagian bawah menghasilkan <i>seismic attribute</i> dengan koefisien korelasi >60% dan memiliki ketebalan reservoir diatas <i>tunning thickness</i> (>70 kaki).....	66
Gambar 4.16	(A) Peta 2D <i>sand probability</i> Zona 1 dan (B) Peta 2D <i>sand probability</i> Zona 2 untuk penyebaran asosiasi fasies <i>distributary channel</i> dan <i>distributary mouth bar</i> secara composite. Insert <i>crossplot</i> dikanan atas adalah menunjukkan <i>sand probability</i> rasio setiap zona.....	67

Gambar 4.17	Sebuah grafik plot antara porositas dan permeabilitas seluruh PRT dari setiap litofasies.....	69
Gambar 4.18	Semilog plot antara CDF (cumulative distribution function) dan FZI (flow zone index) untuk setiap PRT	72
Gambar 4.19	Profil tekanan kapiler dari MICP lima sampel. Kelima PRT yang diidentifikasi membuktikan adanya perbedaan sifat aliran dari seluruh PRT.....	74
Gambar 4.20	Data CT SCAN dari sampel PRT-1 yang digunakan untuk sampel MICP.....	75
Gambar 4.21	Perbandingan PRT hasil klasifikasi (Kolom kedua dari kanan/A) dengan PRT hasil estimasi (kolom paling kanan pada gambar/B) dengan menggunakan metode <i>neural network</i> ..	77
Gambar 5.1	Hasil interpretasi struktur utama yang berarah timurlaut-baratdaya pada Lapangan Lita dan menunjukkan patahan utama berupa sesar normal membagi <i>upthrown</i> disisi barat dan <i>downthron</i> sisi timur.....	78
Gambar 5.2	Total zonasi reservoir terbagi atas 9 sub-unit reservoir untuk Zona 1 dan Zona 2 pada lingkungan pengendapan <i>braided stream</i>	79
Gambar 5.3	Validasi histogram data input dan model asosiasi fasies yang dihasilkan.....	81
Gambar 5.4	Model 3-D asosiasi fasies dalam bentuk diagram pagar.....	82
Gambar 5.5	Validasi histogram data input dan model PRT (<i>petrophysical rock typing</i>) yang dihasilkan.....	83
Gambar 5.6	Model 3-D PRT (<i>petrophysical rock typing</i>) dalam bentuk diagram pagar.....	84
Gambar 5.7	Validasi histogram data input dan model porositas yang dihasilkan.....	86
Gambar 5.8	Model 3-D porositas dalam bentuk diagram pagar.....	87
Gambar 5.9	Model 3-D permeabilitas dalam bentuk diagram pagar.....	88
Gambar 5.10	Validasi model permeabilitas terhadap data <i>core</i> , Secara umum permeabilitias hasil pemodelan menunjukkan <i>trend</i> yang hampir sama dengan <i>trend</i> data permeabilitas dari data <i>core</i>	89
Gambar 5.11	Hubungan distribusi hasil pemodelan PRT terhadap model porositas dan permeabilitas reservoir. <i>Insert</i> model 3D	

asosiasi fasies dan kontak lateral menunjukkan lokasi analisis yang diperbesar.....	90
Gambar 5.12 Perkembangan pemodelan Asosiasi fasies, PRT, porositas, dan permeabilitas pada interval reservoir Zona 1, Zona 2 dan Zona 2 (<i>Braided plain system</i>) yang memiliki hubungan berdasarkan distribusi statistik.....	91
Gambar 5.13 Penampang Cekungan Sunda dan lokasi lapangan yang menunjukkan perbedaan kontak hidrokarbon. <i>Insert</i> kiri bawah peta Cekungan Sunda (REPSOL SES, 1990).....	93
Gambar 5.14 Penampang sumur pada Lapangan Lita yang menunjukkan perbedaan kontak hidrokarbon pada setiap struktur (<i>compartment</i>). <i>Insert</i> kiri bawah hasil DST sumur LT-01 (CNOOC, 2015).....	95
Gambar 5.15 Penampang sumur pada Lapangan Lita yang menunjukkan jebakan kompartemen stratigrafi pada Segment Lita A (sumur LT-01) untuk setiap asosiasi fasies memiliki kontak stratigrafi yang berbeda berdasarkan perkembangan distribusi lateral dan heterogenitas vertikal reservoir.....	95
Gambar 5.16 Profil J-function terhadap <i>S_{wn}</i> (<i>normalized</i>) dari data MICP lima sampel. Kelima data yang diidentifikasi membuktikan adanya perbedaan dan mewakili sifat aliran dari setiap PRT terhadap distribusi saturasi hidrokarbon.....	97
Gambar 5.17 Penampang sumur pada model asosiasi fasies, PRT dan saturasi hidrokarbon Lapangan Lita yang menunjukkan hubungan erat hasil penyebaran model dan perbedaan kontak hidrokarbon pada setiap struktur (<i>compartment</i>).....	98
Gambar 5.18 Peta struktur kedalaman Zona 1 & Zona 2 yang menunjukkan batasan kontak hidrokarbon dari 3 <i>compartment</i> berbeda.....	102
Gambar 5.19 Peta struktur kedalaman Zona 2 dengan kontak hidrokarbon tiap <i>compartment</i> (A), penampang vertikal distribusi asosiasi fasies (B), Penampang vertikal distribusi PRT (C), penampang vertikal distribusi porositas (D), penampang vertikal distribusi permeabilitas (E) dan penampang vertikal inisial saturasi hidrokarbon (F) terhadap proposal sumur produksi dan injeksi di Segment Cinta (LKO @-3520').....	103
Gambar 5.20 Peta struktur kedalaman Zona 1 dengan kontak hidrokarbon tiap <i>compartment</i> (A), penampang vertikal distribusi asosiasi fasies (B), Penampang vertikal distribusi PRT (C), penampang vertikal distribusi porositas (D), penampang vertikal distribusi permeabilitas (E) dan penampang vertikal inisial saturasi hidrokarbon (F) terhadap proposal dua sumur produksi di Segment Lita “A” (LKO @-3377').....	104



Gambar 6.1 Definisi geometri reservoir pada Zona 1 & 2 untuk dijadikan asumsi penggunaan data batuan inti dari Lapangan Cinta dengan menggunakan data acoustic impedance (CNOOC, 2012) (A & B) dan hasil *sand probability* berdasarkan metode *stochastic inversion* (CNOOC, 2015) (C & D) pada Lapangan Lita..... 110

Gambar 6.2 Identifikasi PRT dengan metode pendekatan kuantitatif RQI/FZI dan telah menghasilkan lima *rock type* (A). Validasi kuantitatif telah dilakukan untuk memastikan pengelompokan (*clustering*) PRT dengan metode lain, diantaranya CDF vs FZI (B), RQI vs ϕ_z (C) dan data *mercury capillary pressure* (D)..... 113

Gambar 6.3 Validasi antara nilai permeabilitas dari batuan inti dengan hasil pemodelan dan menunjukkan beberapa interval memiliki ketidaksamaan data yang disebabkan oleh resolusi dan nilai porositas yang bias serta pengaruh *scaled up* model..... 118

Gambar 6.4 Peta struktur kedalaman Zona 1 & Zona 2 dan penampang vertikal dari hasil pemodelan saturasi hidrokarbon yang menunjukkan batasan kontak hidrokarbon untuk setiap *compartment*..... 121



Tabel 1.1	Keaslian penelitian.....	12
Tabel 3.1	Jadwal kegiatan penelitian.....	42
Tabel 4.1	Parameter-paramter kurva log dalam penentuan litologi batuan.....	48
Tabel 5.1	Data variogram dari setiap fasies reservoir pada masing-masing zona.....	80
Tabel 5.2	Perhitungan total volume hidrokarbon/ <i>original oil in place</i> (OOIP) berdasarkan <i>static model</i> pada penelitian dengan membandingkan terhadap hasil laporan <i>plan of development</i> (POD) dan perhitungan <i>material balance</i>	99

Lampiran 1	Gambar hasil deskripsi batuan inti sumur CIND-07.....	127
Lampiran 2	Gambar hasil deskripsi batuan inti sumur CIND-18.....	128
Lampiran 3	Kualitas dan resolusi seismik dengan <i>tunning thickness</i> ± 70 kaki pada daerah penelitian.....	129
Lampiran 4a	Tabel data pengukuran porositas dan permeabilitas batuan inti.	130
Lampiran 4b	Tabel data pengukuran porositas dan permeabilitas batuan inti.	131
Lampiran 4c	Tabel data pengukuran porositas dan permeabilitas batuan inti.	132
Lampiran 4d	Tabel data pengukuran porositas dan permeabilitas batuan inti.	133
Lampiran 5	Perkembangan pemodelan Asosiasi fasies, PRT, porositas, dan permeabilitas pada interval reservoir Zona 1, Zona 2 dan Zona 2 (<i>Braided plain system</i>) yang memiliki hubungan berdasarkan distribusi statistic.....	134